

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

***Cálculo de Garantia Física de Energia
da UHE Rondon II***



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Carlos Eduardo de Souza Braga

Secretário Executivo do MME

Luiz Eduardo Barata

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Altino Ventura Filho

Secretário de Energia Elétrica

Ildo Wilson Grüdtner

Secretário Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Marco Antônio Martins de Almeida

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Carlos Nogueira da Costa Júnior



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Maurício Tiomno Tolmasquim

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Ricardo Gorini de Oliveira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Amílcar G. Guerreiro

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Gelson Baptista Serva

Diretor de Gestão Corporativa

Álvaro Henrique Matias Pereira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

SAN – Quadra 1 – Bloco B – Sala 100-A
70041-903 – Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 – 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro – RJ

ESTUDOS PARA A LICITAÇÃO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO

Cálculo de Garantia Física de Energia da UHE Rondon II

Coordenação Geral e Executiva

Maurício Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Amílcar Gonçalves Guerreiro

Equipe Técnica

Angela Regina Livino de Carvalho
Fernanda Gabriela Batista dos Santos
Rafaela Veiga Pillar
Thiago Correa César

Nº EPE-DEE-RE-157/2015

Data: 29 de dezembro de 2015

Histórico de Revisões

Rev.	Data	Descrição
0	29/12/2015	Publicação Original

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO.....	7
1. Introdução	8
2. Metodologia de cálculo de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas.....	8
3. Critérios e Premissas para o cálculo de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas.....	10
4. Descrição da Usina Hidrelétrica Rondon II.....	15
5. Cálculo da Garantia Física da Usina Hidrelétrica Rondon II.....	16

ÍNDICE DE TABELAS

<i>Tabela 1 – Proporcionalidade da Carga de Energia – Ano 2020</i>	<i>11</i>
<i>Tabela 2 – Valores de TEIF e IP estabelecidos na Portaria MME nº 484/2014</i>	<i>12</i>
<i>Tabela 3 – Restrições mensais de agrupamento de intercâmbio</i>	<i>13</i>
<i>Tabela 4 – Carga crítica e média dos CMO e riscos anuais de déficit.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 5 – Energia Firme e Garantia Física – UHE Rondon II.....</i>	<i>16</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1 – Limites de Transmissão entre subsistemas.....</i>	<i>13</i>
---	-----------

APRESENTAÇÃO

A presente Nota Técnica registra os estudos efetuados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, em conformidade com a regulamentação vigente, para o cálculo da garantia física de energia da usina hidrelétrica Rondon II.

A solicitação de cálculo de garantia física em questão foi encaminhada à EPE por meio do Ofício nº 057/2015-DPE/SPE-MME, de 6 de novembro de 2015. Este cálculo visa subsidiar as decisões do MME referentes ao cálculo originalmente registrado pela EPE no Ofício nº 0629/EPE/2009, de 30 de julho de 2009, e ao valor publicado na Portaria MME nº 377, de 13 outubro de 2009.

O cálculo de garantia física segue a metodologia estabelecida para as usinas do Sistema Interligado Nacional, conforme Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008.

1. Introdução

Consoante a Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, Art. 1º, §7º, “o CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das garantias físicas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação”. E, segundo o Decreto 5.163 de 30 de junho de 2004, Art. 4º, §2º, “O MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo CNPE, disciplinará a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, a ser efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, mediante critérios gerais de garantia de suprimento”.

Segundo as diretrizes vigentes para cálculo das garantias físicas de energia de novos empreendimentos, definidas pela Portaria MME 258 de 28 de julho de 2008, o cálculo foi realizado utilizando o modelo NEWAVE¹, em sua versão 21, e assumiu como premissa o ajuste de carga crítica para obtenção da igualdade entre o custo marginal de operação – CMO e o custo marginal da expansão – CME, respeitado o limite de risco de déficit de 5%². Entretanto, não são simuladas as pequenas centrais hidrelétricas - PCH, com exceção daquelas despachadas centralizadamente, também não são simuladas as usinas eólicas e termelétricas não despachadas centralizadamente.

Ressalta-se que, segundo previsto na Portaria MME 258/2008, para os empreendimentos despachados centralizadamente, a garantia física é determinada na barra de saída do gerador, sem considerar o abatimento do consumo interno da usina e as perdas elétricas tanto na sua conexão quanto na rede básica. Para os empreendimentos termelétricos totalmente inflexíveis e com CVU nulo, a garantia física é atribuída no ponto de conexão, já descontando consumo interno e perdas elétricas tanto até o ponto de conexão, mas sem expurgar as perdas na rede básica.

Os montantes de garantia física de cada empreendimento de geração, calculados pela EPE e constantes desta Nota Técnica, somente serão válidos após publicação de portaria do Ministério de Minas e Energia – MME, conforme competência estabelecida no art. 2º, §2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

2. Metodologia de cálculo de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas

A garantia física de energia do Sistema Interligado Nacional – SIN pode ser definida como

¹ Modelo desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

² Estabelecido na Resolução CNPE nº1 de 17 de novembro de 2004.

aquela correspondente à máxima energia que este sistema pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia pode, então, ser rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem o sistema. Este procedimento tem por objetivo garantir efetivamente o lastro físico daqueles empreendimentos, com vistas à comercialização de energia via contratos.

Resumidamente, a metodologia de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração que compõem o SIN, em um dado momento (configuração estática de referência), consiste nos passos a seguir descritos:

- 1) Determinação da *oferta total de garantia física*, correspondente à *garantia física do Sistema Interligado* (Norte/Man/Mac/Belo Monte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul), obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico, empregando-se o modelo NEWAVE, em sua versão 21. No processo iterativo de ajuste da oferta total, mantém-se uma proporção fixa entre as ofertas dos subsistemas Sul e Sudeste/C. Oeste, assim como as dos subsistemas Norte/Man/Mac/Belo Monte e Nordeste, havendo, no entanto, uma variação livre da oferta conjunta e da proporção relativa entre estes dois grandes sistemas regionais. O processo é considerado convergido quando, no mínimo, um subsistema de cada sistema regional atende o critério de igualdade entre o CMO e o CME, admitindo-se uma tolerância. Neste processo, nenhum subsistema poderá estar com riscos de déficit superiores ao risco de déficit estabelecido na Resolução CNPE nº1/2004, bem como os CMO de cada subsistema também devem ser inferiores ou iguais ao CME.
- 2) Rateio da garantia física do SIN, ou oferta total (igual ao somatório das cargas críticas resultantes para os quatro subsistemas), em dois grandes blocos de energia, *oferta hidráulica* – EH e *oferta térmica* – ET, que são obtidos multiplicando-se a oferta total por um Fator Hidro – FH e um Fator Térmico – FT. Estes fatores correspondem à participação relativa das gerações hidráulica e térmica na geração total. Tais fatores são calculados com base em uma ponderação pelo *custo marginal de operação* – CMO das gerações hidráulicas – GH e térmicas – GT, que são obtidas na simulação com o modelo NEWAVE, utilizando-se configuração estática, horizonte de 5 anos e 2000 séries sintéticas de energias afluentes.
- 3) Rateio da oferta hidráulica do conjunto das usinas hidrelétricas da configuração, ou oferta hidráulica – EH, proporcional às energias firmes das usinas hidráulicas, obtidas com auxílio do modelo MSUI, por simulação a usinas individualizadas do sistema integrado puramente hidrelétrico. Utilizam-se, para tanto, séries de vazões históricas e toma-se como referência o período crítico do Sistema Interligado, sendo o resultado do rateio limitado ao valor da disponibilidade máxima de geração contínua da usina.

4) Rateio da oferta térmica do conjunto das usinas termelétricas da configuração, por usina termelétrica, sendo o resultado do rateio limitado ao valor da disponibilidade máxima de geração contínua da usina, sendo este excedente distribuído entre as demais térmicas da configuração, na proporção de suas garantias físicas, calculadas no passo anterior. No caso de usinas termelétricas, esta garantia física está condicionada, ainda, à apresentação de contrato firme de suprimento de combustível. Este procedimento tem por objetivo garantir efetivamente o *lastro físico* dos empreendimentos de geração, com vistas à comercialização de energia via contratos.

Cabe ressaltar que segundo previsto na Portaria MME nº 258/2008, a garantia física é determinada na barra de saída do gerador, não sendo considerados nesses montantes os consumos internos das usinas hidrelétricas, nem as perdas elétricas (na rede básica e até o centro de gravidade do submercado no qual a usina esteja localizada).

3. Critérios e Premissas para o cálculo de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas

No cálculo da garantia física de energia da UHE Rondon II foi utilizada a configuração adotada na revisão extraordinária de garantia física da UHE Jirau para fins de participação no leilão A-1/2015. Os itens a seguir apresentam os modelos, os critérios e as premissas considerados neste cálculo.

- Modelos Utilizados:
 - NEWAVE - Versão 21
 - MSUI - Versão 3.2
- Configuração hidrotérmica estática com 5 anos de simulação, 10 anos de período estático inicial e 5 anos de período estático final.
- Parâmetros do NEWAVE:
 - Mínimo de 1 e máximo de 45 iterações;
 - Construção da política de operação adotando-se 200 simulações *forward* e 20 aberturas para simulação *backward*;
 - Simulação final com 2.000 séries sintéticas de vazões;
 - Racionamento preventivo para otimização energética: considerado;

- Tendência hidrológica: não considerada;
 - Acoplamento hidráulico entre os subsistemas: não considerado;
 - Valor percentual de Z_{sup} a ser subtraído de L_{inf} para o critério de parada estatístico: 10%;
 - Valor máximo percentual para delta de Z_{inf} no critério de parada não estatístico: 0,2%;
 - Número de deltas de Z_{inf} consecutivos a serem considerados no critério não estatístico: 3;
 - CVaR com alfa 50% e lambda 25% constantes no tempo.
- Proporcionalidade da carga: adotada a proporcionalidade do ano 2020 do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, já incorporada a carga prevista para os trechos isolados dos estados do Acre e Rondônia, que na data em questão já estarão interligados ao SIN. Foi mantida a premissa de ajuste dos sistemas dois a dois, quais sejam: Sudeste/Acre/Rondônia/C.Oeste e Sul - Nordeste e Norte/Macapá/Manaus/Belo Monte. A proporcionalidade entre os mercados é apresentada a seguir:

Tabela 1 – Proporcionalidade da Carga de Energia – Ano 2020

MERCADO DE REFERÊNCIA 2020 - PDE 2023			
SE/CO/RO	S	NE	N
51.398	13.610	12.686	7.374
79,1%	20,9%	63,2%	36,8%
SSE		NNE	
65.008	76,4%	20.060	23,6%
BRASIL			
85.068			

- Critério de Garantia de Atendimento à Carga: CMO igual ao CME³, em pelo menos um dos subsistemas das regiões SE/CO/AC/RO-S e N/Mac/Man/BM-NE, limitado o risco de déficit em 5%⁴, conforme critério de cálculo de garantia física vigente.
- Custo Marginal da Expansão – CME: adotado o valor de 154 R\$/MWh, definido na NT EPE-DEE-RE-043/2015-r0, de 09 de março de 2015.
- Taxa de Desconto: 8% ao ano - de forma a compatibilizar este parâmetro aos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023.
- Função Custo do Déficit de Energia: Atualizado o valor para R\$ 3.250,00/MWh, de

³ Admitida uma tolerância.

⁴ Estabelecido na Resolução CNPE nº1 de 17 de novembro de 2004.

acordo com a metodologia prevista na Nota Técnica "Atualização do valor do patamar único de Custo de Déficit – 2015" (EPE-DEE-NT-023/2015-r0), de 19 de fevereiro de 2015.

- Penalidade por não atendimento ao desvio de água para outros usos: Penalidade associada à violação da restrição = R\$ 3.253,35/MWh, de acordo com a Portaria MME Nº 258, de 28 de julho de 2008.
- Penalidade por não atendimento à restrição de vazão mínima: 3.251,00 R\$/MWh.
- Manutenção: Para as usinas hidrelétricas e termelétricas, não foi considerada manutenção explícita, e, sim, índices de indisponibilidade forçada - TEIF e indisponibilidade programada - IP.

Para as usinas hidrelétricas com mais de sessenta meses de operação comercial (após completa motorização⁵), foram considerados os valores de TEIF e IP apurados pelo ONS referentes ao período de janeiro de 2010 a dezembro de 2014. Para as demais usinas hidrelétricas, foram considerados os seguintes índices, estabelecidos na Portaria MME nº 484, de 11 de setembro de 2014, conforme redação da Portaria MME nº 248, de 02 de junho de 2015:

Tabela 2 – Valores de TEIF e IP estabelecidos na Portaria MME nº 484/2014⁶

Limites (MW)	TEIF (%)	IP (%)
Potência Unitária <= 29 MW	2,068	4,660
29 < Potência Unitária <= 59 MW	1,982	5,292
59 < Potência Unitária <= 199 MW	1,638	6,141
199 < Potência Unitária <= 699 MW	2,133	3,688
699 < Potência Unitária <= 1300 MW	3,115	8,263

Para as usinas que apresentam mais de um conjunto de máquinas com potências unitárias em diferentes faixas da tabela acima, utilizou-se a média dos índices ponderada pela potência total de cada conjunto.

Para as usinas termelétricas, foram consideradas as indisponibilidades apuradas pelo ONS⁷, referentes ao período de janeiro de 2010 a dezembro de 2014 (referência: PMO maio/15) . Para as usinas que não dispõem de 60 meses de apuração das indisponibilidades, os valores faltantes foram complementados com os índices de referência utilizados nos respectivos cálculos das garantias físicas dos empreendimentos.

⁵ Data de referência: 31/12/2014.

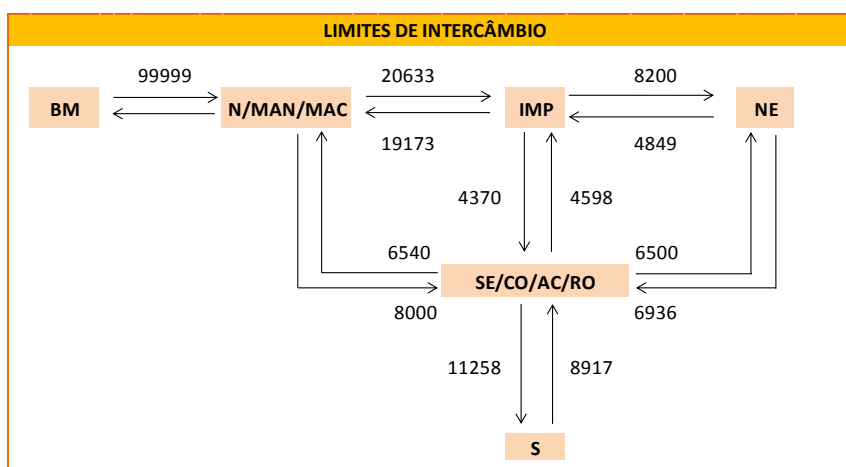
⁶ Conforme redação da Portaria MME nº 248/2015.

⁷ De acordo com a Resolução ANEEL nº 614, de 03 de junho de 2014.

- Topologia: 4 subsistemas interligados – Sudeste/Centro-Oeste/Acre/Rondônia, Sul, Nordeste e Norte/Mac/Man/Belo Monte (vide esquema a seguir).
- Limites de transmissão entre subsistemas: Para a definição dos limites de intercâmbio, foi levada em consideração a entrada em operação de todas as máquinas da UHE Belo Monte. Portanto, tomou-se como base o ano de 2020 do PDE 2023.

São apresentados a seguir os limites das interligações consideradas no estudo.

Figura 1 – Limites de Transmissão entre subsistemas



A versão 21 do Modelo NEWAVE permite impor restrições máximas para o agrupamento livre de interligações. Este agrupamento é uma combinação linear das interligações que o compõem. Os arquivos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) utilizam esta funcionalidade, no entanto estes arquivos representam o mercado a ser atendido em 3 patamares. A partir das restrições do PDE foram calculadas restrições mensais equivalentes a 1 patamar de mercado. Os valores são apresentados a seguir:

Tabela 3 – Restrições mensais de agrupamento de intercâmbio

Agrupamento	Período	Limite
RECEBIMENTO NE	janeiro a junho	14.700
	julho	11.131
	agosto	11.083
	setembro	11.075
	outubro	11.086
	novembro	11.025
	dezembro	11.083
EXPORTACAO NE	janeiro	11.784
	fevereiro a junho	11.785
	julho	11.778
	agosto a dezembro	11.785

Agrupamento	Período	Limite
EXPORTACAO SE-NNE	janeiro a dezembro	14.990
EXPORTACAO NNE-SE	janeiro	15.524
	fevereiro	17.077
	março	17.081
	abril	17.065
	maio	17.068
	junho	17.079
	julho a dezembro	13.972

Para os períodos estático inicial e final foram considerados os limites médios anuais referentes a cada interligação.

- Perdas nas interligações: Consideradas incorporadas ao mercado atendido.
- Consumo próprio (consumo interno): Não considerado.
- Restrições Operativas Hidráulicas: para as usinas em operação, foram consideradas as restrições operativas de caráter estrutural recomendadas pelo ONS, segundo o Relatório DPP-REL 0118/2015 "Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos – Revisão 3 de 2015".
- Histórico de vazões: Os históricos de vazões das usinas constantes na configuração foram estendidos até o ano de 2013 de acordo com o Relatório ONS RE ONS/0193/2014 – Novembro / 2014 - "Atualização de séries históricas de vazões - Período 1931 a 2013". Adicionalmente, foram atualizadas as séries de vazões naturais obtidas no âmbito do Projeto de Reconstituição de Vazões Naturais das bacias dos rios Araguari, Curuá-Una, Madeira, Uatumã, Itabapoana, Mucuri, Paraguaçu, Paraguai, Ribeira do Iguape, Paraíba do Sul e do Ribeirão das Lajes, conforme Resolução Autorizativa nº 5.011, de 20 de janeiro de 2015.
- Usos Consuntivos e vazões remanescentes: o uso consuntivo é modelado como retirada de água sem devolução, enquanto a vazão remanescente retorna a água desviada para a usina de jusante. Ambas estão sujeitas à penalização por não atendimento. Foram considerados os valores extrapolados para o ano de 2020 a partir dos apresentados nas Declarações/Outorga de Reserva de Disponibilidade Hídrica e Notas Técnicas da ANA.
- Configuração de referência: composta pelo conjunto de usinas hidrelétricas e termelétricas em operação e todas as usinas que já possuem contrato de concessão ou ato de autorização. A seguir, algumas observações sobre a configuração hidrotérmica:
 - Configuração de referência termelétrica: é baseada na configuração termelétrica pós Leilões A-3 e A-5 de 2015. Foram consideradas as atualizações dos custos variáveis

das usinas conforme PMO de outubro de 2015. Para as usinas que venderam energia nos leilões por disponibilidade foram atualizadas as potências instaladas, mantendo-se os demais parâmetros considerados nos respectivos cálculos de suas garantias físicas. Para as usinas com garantias físicas publicadas na Portaria MME 303/2004, foram mantidos os dados básicos considerados naquela simulação de cálculo de garantia física, com atualização de potência, quando cabível. Para as usinas sem garantia física publicada (Fortaleza, Juiz de Fora, Termopernambuco, Parnaíba IV, Norte Fluminense, UTE Sol) as indisponibilidades e a geração térmica mínima foram atualizadas conforme PMO.

- Configuração de referência hidrelétrica: é baseada na configuração adotada na revisão extraordinária de garantia física da UHE Jirau para fins de participação no leilão A-1/2015.

4. Descrição da Usina Hidrelétrica Rondon II

No presente cálculo foram considerados os dados da usina hidrelétrica Rondon II constantes no Ofício nº 83/2009/SPE/MME, de 08 de julho de 2009, exceto nos seguintes parâmetros:

- Série de vazões para o período de 2008 a 2013 de acordo com o PMO de dezembro de 2015;
- Vazão remanescente de 8,5 m³/s, conforme Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos – ONS DPP-REL 0118/2015 – Revisão 3 de 2015;
- Canal de fuga médio foi considerado o valor de 240,55 m, obtido via simulação com o modelo MSUI;
- Indisponibilidades forçada e programada: conforme Portaria MME nº 248/2015;
- Polinômios Cota-Área e Volume-Cota de acordo com o PMO de dezembro de 2015, por apresentarem maior aderência aos pontos definidos no Ofício 1549/2007-SGH/ANEEL;
- Volume Mínimo de 192,17 hm³, de acordo com os pontos definidos no Ofício 1549/2007-SGH/ANEEL.

5. Cálculo da Garantia Física da Usina Hidrelétrica Rondon II

CARGA CRÍTICA E BLOCO HIDRÁULICO

A carga crítica é a máxima oferta global de energia que pode ser atendida ao critério de otimização da expansão do sistema elétrico, assegurada pela igualdade entre os Custos Marginais de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, limitados a um risco de déficit de 5%. Esta carga crítica é obtida por simulação estática da operação do sistema hidrotérmico, empregando-se o modelo NEWAVE, em sua versão 21.

A carga crítica, os CMOs e a média dos riscos anuais de déficit são detalhados a seguir.

Tabela 4 – Carga crítica e média dos CMO e riscos anuais de déficit

Média dos Custos Marginais de Operação (R\$/MWh)			
SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N
154,70	154,70	154,69	154,69
Média dos Riscos Anuais de Déficit (%)			
SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N
0,55	0,34	0,37	0,27
Carga Crítica (MWmed)			
SE/CO/Acre/Rondônia	S	NE	N
42.441	11.238	12.130	7.051
Carga Brasil (MWmed)		72.860	MWmed
Fator Hidráulico		78,76%	
Bloco Hidráulico (MWmed)		57.385,9	MWmed
Bloco Térmico (MWmed)		15.474,1	MWmed

ENERGIA FIRME E GARANTIA FÍSICA

A garantia física foi obtida pela repartição do bloco hidráulico proporcionalmente à energia firme⁸, sendo a energia firme total⁹ do sistema hidráulico igual a 55.176,61 MWmed.

Tabela 5 – Energia Firme e Garantia Física – UHE Rondon II

Usina	Energia Firme (MWmed)	Garantia Física (MWmed)
Rondon II	39,63	41,2

⁸ Obtida através de simulação com o modelo MSUI em sua versão 3.2.

⁹ Do total de energia firme das usinas hidrelétricas foi subtraído o valor de 1,39 MWmed referente à perda energética decorrente do deplecionamento do reservatório dos canais da UHE Belo Monte a fim de manter nestes a vazão mínima ambiental de 300m³/s. A metodologia para obtenção deste valor é detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-004/2010-r0, de 25/01/2010.